Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

BC LNG Export Co-operative LLC

GH-003-2011

Février 2012

Exportation de GNL

Canada

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

BC LNG Export Co-operative LLC

Demande déposée en date du 8 mars 2011, aux termes de l'article 117 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, en vue d'obtenir une licence à long terme pour l'exportation de gaz naturel liquéfié

GH-003-2011

Février 2012

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2012
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2012-4F
ISBN 978-1-100-98548-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2012 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2012-4E
ISBN 978-1-100-19944-3

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures ii
Liste des tableaux ii
Liste des annexes ii
Abréviations iii
Exposé v

1. Introduction 1
1.1 Contexte et résumé de la demande 1
1.2 Résumé de l'instance 2

2. Structure et caractéristiques de la coopérative 5
2.1 Structure organisationnelle 5
2.2 Procédure des commandes 5

3. Évaluation de la demande 7
3.1 Marchés 7
3.2 Approvisionnement 8
3.3 Transport 8
3.4 Méthode d'intervention en fonction des plaintes 9
3.5 Évaluation des incidences de l'exportation 10
3.6 Autres facteurs touchant l'intérêt public 10
3.7 Facteurs environnementaux et socioéconomiques 11

4. Exemptions demandées et modalités de la licence 13
4.1 Exemptions demandées 13
4.2 Modalités et conditions de la licence 13

5. Conclusions de l'Office 14

6. Dispositif 19

Liste des figures

1-1 Voies de transport par pipeline et emplacement du terminal....3
1-2 Emplacement du terminal proposé sur les rives du chenal marin de Douglas....4

Liste des tableaux

1-1 Résumé des modalités de la licence demandée....1

Liste des annexes

I Liste des questions de l'instance GH-003-2011 20
II Conditions de la licence à délivrer pour l'exportation de gaz naturel liquéfié 21

Abréviations

BC LNG	BC LNG Export Co-operative LLC, une entité constituée pour l'achat du gaz naturel liquéfié produit au terminal de liquéfaction proposé
CVA de GNL	convention de vente et d'achat de gaz naturel liquéfié entre DCEP Gas Management Ltd. et BC LNG Export Co-operative LLC
DCEP	Douglas Channel Energy Partnership, l'exploitant du terminal de gaz naturel liquéfié
demande	demande déposée devant l'Office national de l'énergie, aux termes de l'article 117 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel liquéfié
ÉIE	évaluation des incidences de l'exportation
ETSG	entente de services de transport de gaz
Gm^3	milliard de mètres cubes
GML	DCEP Gas Management Ltd., l'acheteur de gaz naturel auprès des producteurs et des négociants qui s'occupe aussi de prendre les dispositions en vue de son transport par pipeline jusqu'au terminal de liquéfaction
GNL	gaz naturel liquéfié ou gaz naturel sous forme de liquide
Gpi^3	milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	milliards de pieds cubes par jour
KRGA	Kitimat Rod and Gun Association
LCÉE	*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
LNG Partners	LNG Partners, LLC
Loi	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
MBTU	million de BTU
MCACM	méthode de calcul axée sur les conditions du marché
Mm^3/j	millions de mètres cubes par jour
Mpi^3/j	millions de pieds cubes par jour

Mt	million de tonnes
nation Haisla	Première Nation Haisla aussi connue sous le nom de bande indienne de Kitamaat
Office	Office national de l'énergie
PNG	Pacific Northern Gas Ltd.
Règlement	*Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole (partie VI de la Loi)*
terminal	terminal de liquéfaction devant être situé sur la rive occidentale du chenal marin de Douglas, près du port de Kitimat, en Colombie-Britannique
TERMPOL	processus d'examen TERMPOL de Transports Canada
Tm^3	billion de mètres cubes
Tpi^3	billion de pieds cubes
Westcoast	Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission

Exposé

RELATIVEMENT À la Loi *sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie en date du 8 mars 2011 par BC LNG Export Co-operative LLC, aux termes du *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole (partie VI de la Loi)*, en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel à long terme; demande déposée sous le numéro de dossier OF-EI-Gas-GL-B262-2011-01 01;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience GH-003-2011 délivrée le 25 juillet 2011;

EXAMINÉE par voie de mémoires;

DEVANT :

G. A. Habib	Membre présidant l'audience
R. George	Membre
D. Hamilton	Membre

Chapitre 1

Introduction

1.1 Contexte et résumé de la demande

Le 8 mars 2011, BC LNG Export Co-operative LLC (BC LNG) a demandé à l'Office national de l'énergie (l'Office), aux termes de l'article 117 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (*Loi*), de lui délivrer une licence de 20 ans pour l'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) à partir d'un terminal de liquéfaction proposé (terminal) devant être situé sur les rives du chenal marin de Douglas près de Kitimat, en Colombie-Britannique (demande). BC LNG sollicite une licence d'une durée de 20 ans pour un volume annuel maximal de 1,8 million de tonnes (Mt) de GNL, soit l'équivalent de quelque 2,4 milliards de mètres cubes (Gm^3) ou 84,5 milliards de pieds cubes (Gpi^3).[1] Le tableau 1-1 résume les modalités sollicitées par BC LNG dans sa demande.

Tableau 1-1
Résumé des modalités de la licence demandée

Durée	20 ans à compter de la date de la première exportation au titre de la licence
Quantité maximale pour la durée de la licence	36 Mt de GNL ou quelque 47,9 Gm^3 (1 691 Gpi^3) de gaz naturel
Quantité maximale annuelle	1,8 Mt de GNL ou quelque 2,4 Gm^3 (84,5 Gpi^3) de gaz naturel
Écart toléré	10 % pendant toute période de 12 mois consécutifs
Point d'exportation	Point où les navires chargés au terminal quittent les eaux canadiennes

En vue de sa livraison au terminal à partir de l'interconnexion avec la canalisation principale de Pacific Northern Gas Ltd. (PNG), la charge d'alimentation en gaz naturel sera acheminée sur le réseau de Westcoast Energy Inc. (Westcoast), exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission. Le GNL sera transporté par méthanier, du terminal vers des marchés situés principalement en Asie, en suivant des couloirs de navigation établis. La figure 1-1 illustre les voies de transport par pipeline jusqu'au terminal et la figure 1-2 illustre l'emplacement du terminal sur les rives du chenal marin de Douglas.

Le terminal comprendra deux trains de liquéfaction sur barge devant être construits par étapes. Il est prévu que le premier entrera en service en 2013 ou 2014, et le second entre 2016 et 2018. Le volume de gaz naturel requis par chacun de ces trains sera de 3,5 millions de mètres cubes par jour (Mm^3/j), soit l'équivalent de 125 millions de pieds cubes par jour (Mpi^3/j). Lorsque les deux trains seront en exploitation, la capacité annuelle de liquéfaction du terminal permettra de

1 Dans les présents motifs, sont appliqués des facteurs de 1 330 pour la conversion de tonnes de GNL en mètres cubes et de 35,3147 pour la conversion de mètres cubes en pieds cubes.

produire 1,8 Mt de GNL. Du terminal, le GNL sera pompé directement dans des méthaniers ancrés contre la barge. Il faudra une trentaine de jours pour remplir un méthanier type au terminal, et environ 25 jours pour faire l'aller-retour entre le terminal et les marchés asiatiques.

Il est prévu qu'une décision d'investissement finale en rapport avec le premier train de liquéfaction sera prise au premier trimestre de 2012. La construction et l'exploitation du terminal seront réglementées par l'Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique.

1.2 Résumé de l'instance

Le 25 juillet 2011, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience GH-003-2011 avec, en annexe, l'ébauche d'une liste de questions sur lesquelles il prévoyait se pencher. L'Office a sollicité les commentaires des parties au sujet de l'ébauche de la liste de questions et leur a demandé d'indiquer si elles jugeaient nécessaire la tenue d'une audience publique orale. En réponse à l'ordonnance d'audience, 21 parties ont indiqué leur intention de prendre part à l'instance. En outre, quatre parties ont déposé des lettres à l'appui de la demande.

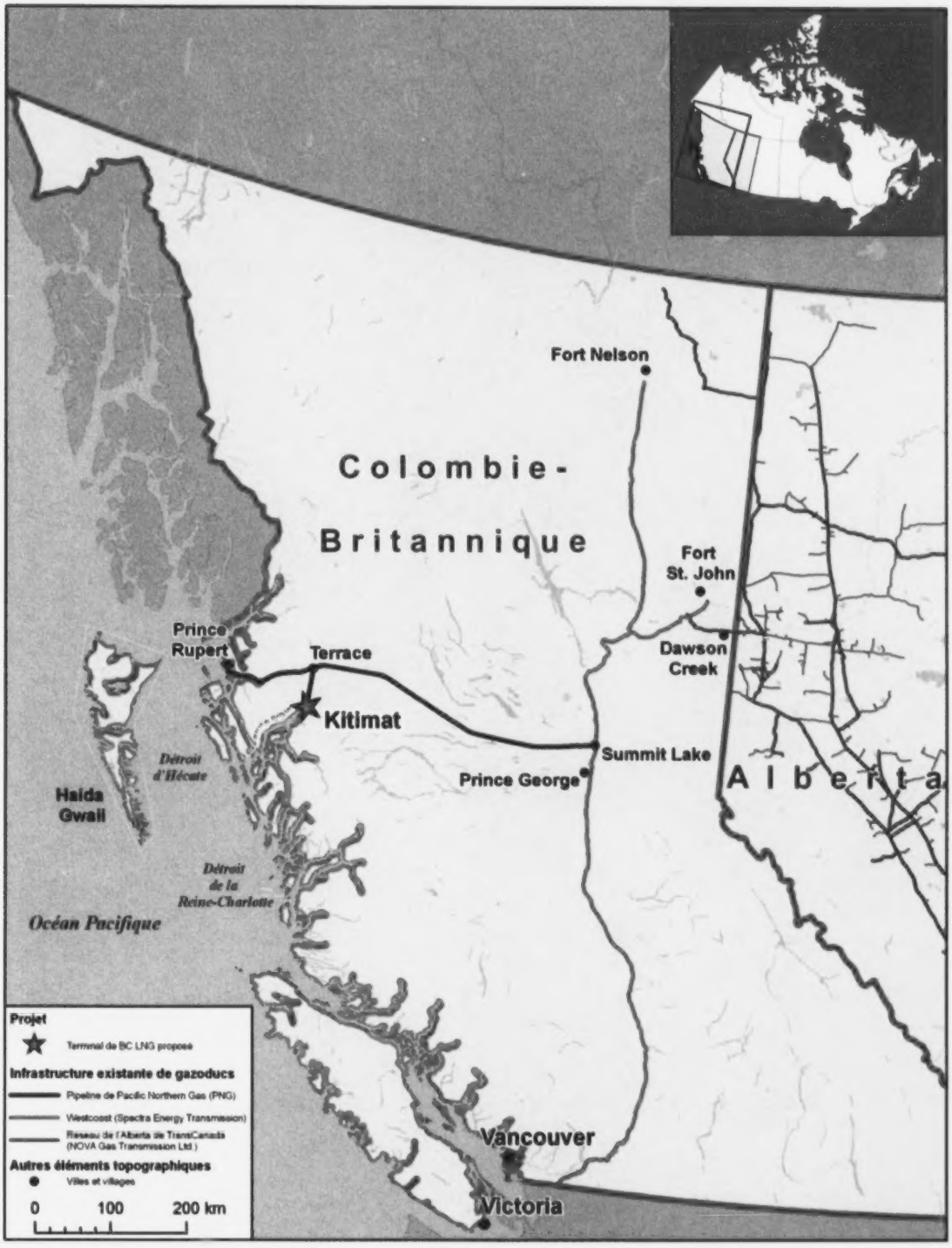
La nation Gitxaala et deux autres parties ont laissé savoir qu'une audience orale pourrait être requise; cependant, la nation Gitxaala a mentionné qu'une telle audience pourrait être nécessaire ou non selon les résultats des discussions amorcées avec BC LNG. Elle a demandé à l'Office de reporter au 15 septembre 2011 sa décision sur la nécessité éventuelle d'une audience orale. BC LNG a appuyé cette demande. Par la suite, l'Office a accordé deux autres reports, le premier jusqu'au 23 septembre 2011, et le second jusqu'au 30 septembre 2011.

Le 29 septembre 2011, la nation Gitxaala a retiré son intervention dans l'instance.

Le 17 octobre 2011, l'Office a jugé inutile la tenue d'une audience orale et a envoyé à toutes les parties une lettre avec calendrier procédural mis à jour définissant le processus d'une audience par voie de mémoires. Dans le calendrier mis à jour, les dates limites pour le dépôt des lettres de commentaires, des plaidoiries finales des parties par écrit et des répliques ont été respectivement fixées aux 31 octobre, 30 novembre et 7 décembre 2011. L'Office n'a pas modifié la liste des questions.

Le 31 octobre 2011, la Kitimat Rod and Gun Association (KRGA) a déposé une lettre de commentaires. Le 30 novembre 2011, BC LNG et trois intervenants ont déposé une plaidoirie par écrit. Les trois intervenants étaient en faveur de la demande de BC LNG.

Figure 1-1
Voies de transport par pipeline et emplacement du terminal



produire 1,8 Mt de GNL. Du terminal, le GNL sera pompé directement dans des méthaniers ancrés contre la barge. Il faudra une trentaine de jours pour remplir un méthanier type au terminal, et environ 25 jours pour faire l'aller-retour entre le terminal et les marchés asiatiques.

Il est prévu qu'une décision d'investissement finale en rapport avec le premier train de liquéfaction sera prise au premier trimestre de 2012. La construction et l'exploitation du terminal seront réglementées par l'Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique.

1.2 Résumé de l'instance

Le 25 juillet 2011, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience GH-003-2011 avec, en annexe, l'ébauche d'une liste de questions sur lesquelles il prévoyait se pencher. L'Office a sollicité les commentaires des parties au sujet de l'ébauche de la liste de questions et leur a demandé d'indiquer si elles jugeaient nécessaire la tenue d'une audience publique orale. En réponse à l'ordonnance d'audience, 21 parties ont indiqué leur intention de prendre part à l'instance. En outre, quatre parties ont déposé des lettres à l'appui de la demande.

La nation Gitxaala et deux autres parties ont laissé savoir qu'une audience orale pourrait être requise; cependant, la nation Gitxaala a mentionné qu'une telle audience pourrait être nécessaire ou non selon les résultats des discussions amorcées avec BC LNG. Elle a demandé à l'Office de reporter au 15 septembre 2011 sa décision sur la nécessité éventuelle d'une audience orale. BC LNG a appuyé cette demande. Par la suite, l'Office a accordé deux autres reports, le premier jusqu'au 23 septembre 2011, et le second jusqu'au 30 septembre 2011.

Le 29 septembre 2011, la nation Gitxaala a retiré son intervention dans l'instance.

Le 17 octobre 2011, l'Office a jugé inutile la tenue d'une audience orale et a envoyé à toutes les parties une lettre avec calendrier procédural mis à jour définissant le processus d'une audience par voie de mémoires. Dans le calendrier mis à jour, les dates limites pour le dépôt des lettres de commentaires, des plaidoiries finales des parties par écrit et des répliques ont été respectivement fixées aux 31 octobre, 30 novembre et 7 décembre 2011. L'Office n'a pas modifié la liste des questions.

Le 31 octobre 2011, la Kitimat Rod and Gun Association (KRGA) a déposé une lettre de commentaires. Le 30 novembre 2011, BC LNG et trois intervenants ont déposé une plaidoirie par écrit. Les trois intervenants étaient en faveur de la demande de BC LNG.

Figure 1-1
Voies de transport par pipeline et emplacement du terminal

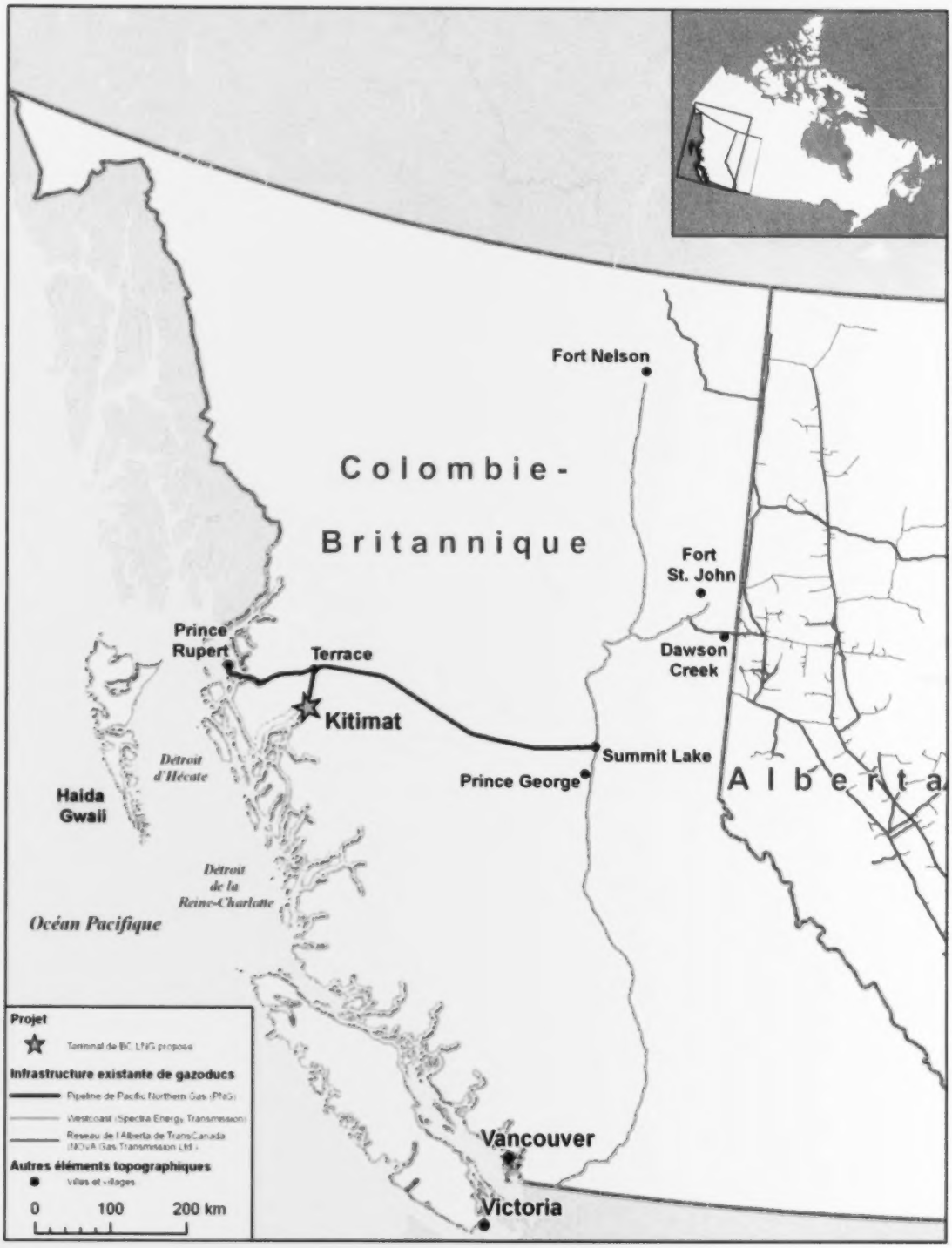
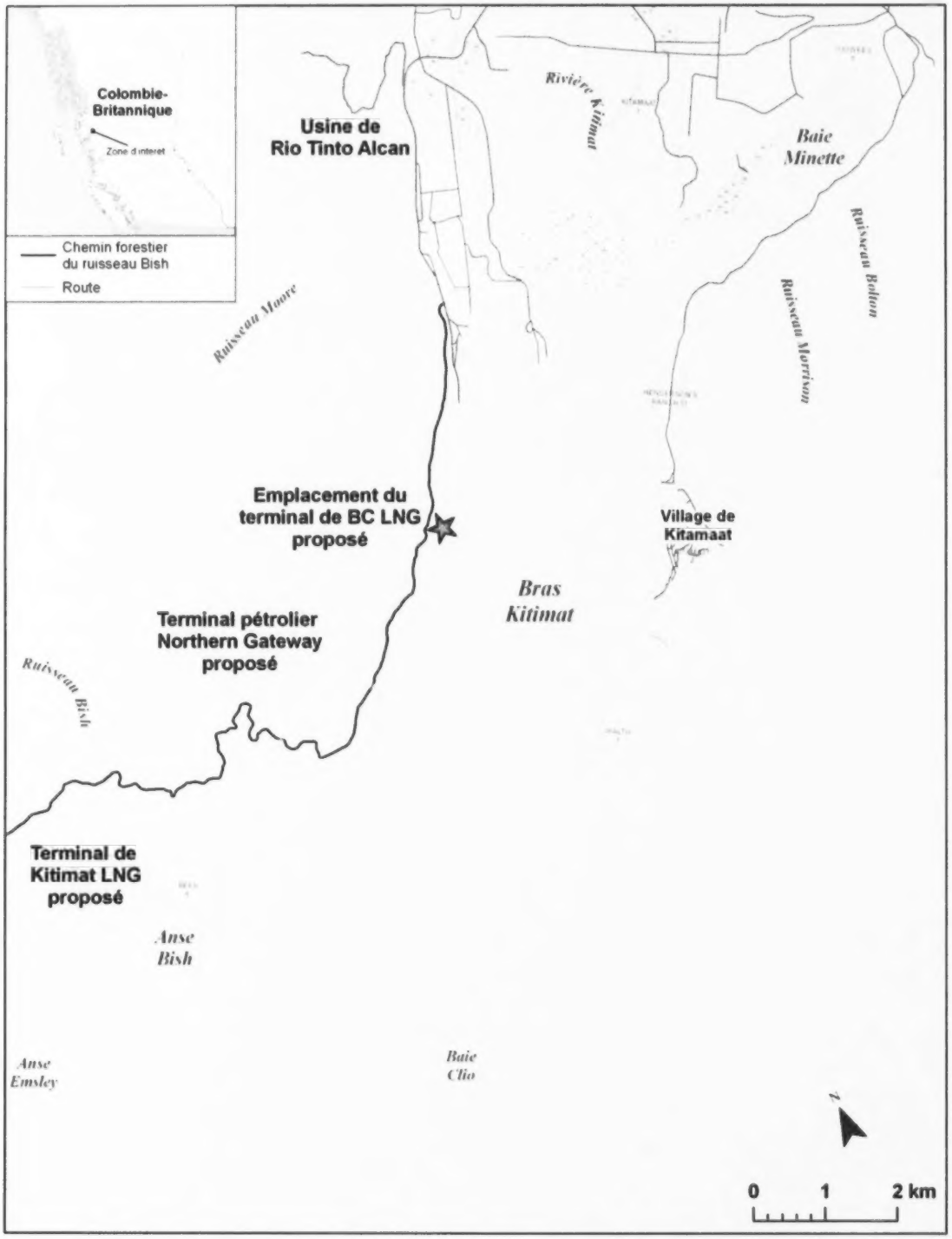


Figure 1-2
Emplacement du terminal proposé sur les rives du chenal marin de Douglas



Chapitre 2

Structure et caractéristiques de la coopérative

2.1 Structure organisationnelle

BC LNG est une entité constituée pour l'achat du GNL produit au terminal.[2] Le terminal appartiendra à Douglas Channel LNG Assets Partnership et sera exploité par Douglas Channel Energy Partnership (DCEP).[3] DCEP fournira des services de liquéfaction à DCEP Gas Management Ltd. (GML).[4] La nation Haisla, par l'entremise de HN DC Limited Partnership, détient une participation dans BC LNG, DCEP et GML.

Ni BC LNG ni GML ne disposent de réserves de gaz naturel. GML achètera son gaz naturel de producteurs et de négociants membres d'une coopérative, conformément à la procédure des commandes et aux règles adoptées aux termes de l'accord d'adhésion à la coopérative. La coopérative regroupera des producteurs et des négociants de gaz naturel canadiens autorisés ainsi que des acheteurs de GNL. En outre, il incombera à GML de prendre les dispositions requises pour le transport par pipeline jusqu'au terminal de la charge d'alimentation en gaz naturel.

BC LNG achètera son GNL auprès de GML, à la sortie du terminal ou à l'entrée des méthaniers, conformément aux modalités d'une convention de vente et d'achat de GNL (CVA de GNL). La CVA de GNL vaut pour l'achat de la capacité totale du terminal sur 20 ans à compter de la date d'entrée en exploitation. Par la suite, BC LNG vendra le GNL au point d'exportation désigné par l'acheteur aux termes de la licence d'exportation faisant l'objet de la demande.

2.2 Procédure des commandes

La coopérative est un élément fondamental de la proposition de BC LNG qui permet à des producteurs et des négociants canadiens, ainsi qu'à des acheteurs de GNL, de conclure des opérations dans le contexte d'un processus de soumission. Les membres de la coopérative peuvent prendre part à la procédure des commandes, présentée comme un appel d'offres qui leur est lancé en vue d'approvisionner GML en gaz naturel ou d'acheter du GNL de BC LNG.

Les membres seront invités à présenter des soumissions en ayant recours à des indices de prix approuvés. Un avocat maritimiste indépendant ouvrira toutes les soumissions. Un comité de sélection constitué des administrateurs de BC LNG et de membres de la coopérative dûment élus choisira les soumissions du ou des producteurs de gaz naturel et du ou des acheteurs de GNL qui permettront à la coopérative de bénéficier de la meilleure marge possible. Les produits nets tirés de la revente de GNL, après retranchement des frais et dépenses pertinents, seront répartis entre

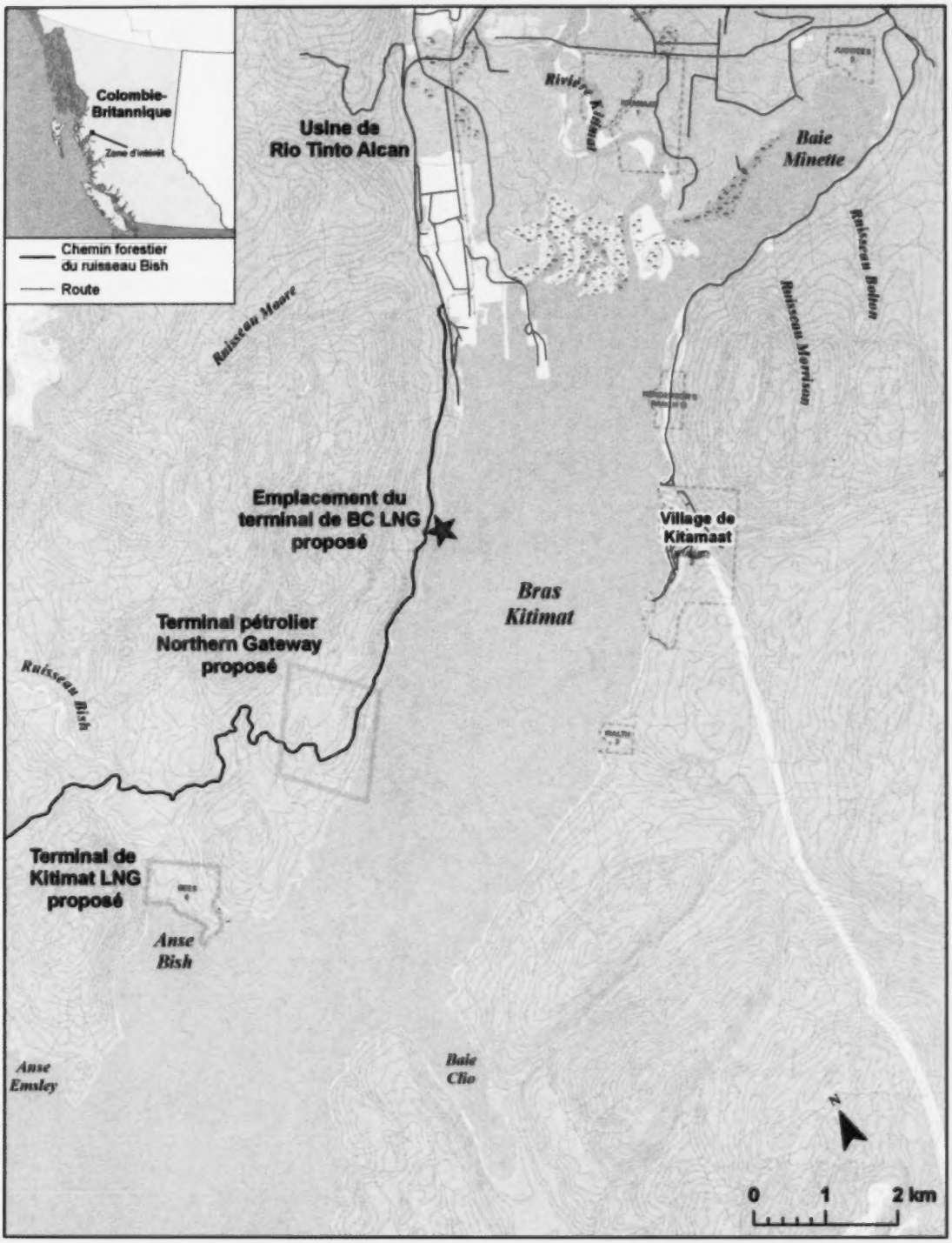
---

2 LNG Partners, LLC (LNG Partners) et HN DC Limited Partnership détiennent chacune une participation de 50 % dans BC LNG.

3 DCEP appartient à Douglas Channel LNG Assets Partnership, HN DC Limited Partnership et LNG Partners (indirectement).

4 LNG Partners (indirectement) et HN DC Limited Partnership détiennent chacune une participation de 50 % dans GML.

Figure 1-2
Emplacement du terminal proposé sur les rives du chenal marin de Douglas



Chapitre 2

Structure et caractéristiques de la coopérative

2.1 Structure organisationnelle

BC LNG est une entité constituée pour l'achat du GNL produit au terminal.[2] Le terminal appartiendra à Douglas Channel LNG Assets Partnership et sera exploité par Douglas Channel Energy Partnership (DCEP).[3] DCEP fournira des services de liquéfaction à DCEP Gas Management Ltd. (GML).[4] La nation Haisla, par l'entremise de HN DC Limited Partnership, détient une participation dans BC LNG, DCEP et GML.

Ni BC LNG ni GML ne disposent de réserves de gaz naturel. GML achètera son gaz naturel de producteurs et de négociants membres d'une coopérative, conformément à la procédure des commandes et aux règles adoptées aux termes de l'accord d'adhésion à la coopérative. La coopérative regroupera des producteurs et des négociants de gaz naturel canadiens autorisés ainsi que des acheteurs de GNL. En outre, il incombera à GML de prendre les dispositions requises pour le transport par pipeline jusqu'au terminal de la charge d'alimentation en gaz naturel.

BC LNG achètera son GNL auprès de GML, à la sortie du terminal ou à l'entrée des méthaniers, conformément aux modalités d'une convention de vente et d'achat de GNL (CVA de GNL). La CVA de GNL vaut pour l'achat de la capacité totale du terminal sur 20 ans à compter de la date d'entrée en exploitation. Par la suite, BC LNG vendra le GNL au point d'exportation désigné par l'acheteur aux termes de la licence d'exportation faisant l'objet de la demande.

2.2 Procédure des commandes

La coopérative est un élément fondamental de la proposition de BC LNG qui permet à des producteurs et des négociants canadiens, ainsi qu'à des acheteurs de GNL, de conclure des opérations dans le contexte d'un processus de soumission. Les membres de la coopérative peuvent prendre part à la procédure des commandes, présentée comme un appel d'offres qui leur est lancé en vue d'approvisionner GML en gaz naturel ou d'acheter du GNL de BC LNG.

Les membres seront invités à présenter des soumissions en ayant recours à des indices de prix approuvés. Un avocat maritimiste indépendant ouvrira toutes les soumissions. Un comité de sélection constitué des administrateurs de BC LNG et de membres de la coopérative dûment élus choisira les soumissions du ou des producteurs de gaz naturel et du ou des acheteurs de GNL qui permettront à la coopérative de bénéficier de la meilleure marge possible. Les produits nets tirés de la revente de GNL, après retranchement des frais et dépenses pertinents, seront répartis entre

---

2 LNG Partners, LLC (LNG Partners) et HN DC Limited Partnership détiennent chacune une participation de 50 % dans BC LNG.

3 DCEP appartient à Douglas Channel LNG Assets Partnership, HN DC Limited Partnership et LNG Partners (indirectement).

4 LNG Partners (indirectement) et HN DC Limited Partnership détiennent chacune une participation de 50 % dans GML.

tous les membres de la coopérative selon un mode de répartition établi au préalable et défini dans l'accord d'adhésion.

Un membre de la coopérative peut choisir de ne pas prendre part à la procédure des commandes, mais tout engagement qu'il pourrait prendre est exécutoire. Si les soumissions des membres de la coopérative ne suffisent pas pour fournir le gaz demandé ou acheter le GNL offert, ou en cas d'une interruption imprévue de la livraison du gaz au terminal, il y aura recours à des contrats d'appoint.

BC LNG a reçu des lettres d'intention de cinq parties, soit pour la vente de gaz naturel d'appoint, soit pour l'achat de GNL d'appoint. Un abrégé des modalités pour l'approvisionnement en gaz naturel d'appoint indique que le contrat sera d'une durée de 20 ans à concurrence de 250 Mpi^3/j en fonction d'un indice de prix établi au préalable. Un abrégé des modalités des conventions d'achat de GNL d'appoint indique que le contrat sera d'une durée de 20 ans à concurrence de 1,8 Mt par année en fonction d'un prix ferme minimum sur sept ans devant être établi par entente mutuelle en tenant compte du prix sur le marché mondial.

De manière à savoir quelles étaient les parties intéressées à participer à la coopérative, BC LNG a publié des avis et des annonces dans des publications spécialisées et d'information. L'adhésion à la coopérative en qualité de membre fondateur a été proposée à tous les producteurs et négociants de gaz naturel ainsi qu'à tous les acheteurs de GNL qui ont indiqué un intérêt. De nouveaux membres pourront être acceptés si les parties qui présentent une demande d'adhésion acquittent les droits afférents. L'adhésion est alors confirmée au moyen de la signature d'un accord portant sur les règlements et la gouvernance de la coopérative et précisant la procédure des commandes.

Treize parties ont signé des accords d'adhésion et ces treize parties sont les membres fondateurs de la coopérative. Le premier appel de commandes devrait survenir dans les 60 à 90 jours suivant une décision d'investissement finale.

Chapitre 3

Évaluation de la demande

La partie VI de la *Loi* confère à l'Office le pouvoir de délivrer des licences d'exportation de gaz. Au moment d'évaluer les demandes de licence d'exportation, l'Office examine le marché auquel le gaz est destiné, les sources d'approvisionnement du demandeur et les dispositions prises en vue du transport. Les demandeurs sont tenus de déposer ces renseignements auprès de l'Office en vertu du *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole (partie VI de la Loi)* (*Règlement*). L'Office évalue les mérites de la demande selon une procédure de détermination des excédents, soit la méthode de calcul axée sur les conditions du marché (MCACM). La MCACM permet d'établir si le gaz naturel dont l'exportation est envisagée est à la fois excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada, en tenant compte des tendances en matière de découvertes de gaz au pays, et conforme à l'intérêt public.

La MCACM compte deux composantes : une audience publique et une surveillance constante des marchés énergétiques canadiens. La composante audience publique de la MCACM compte, elle, trois volets : i) la méthode d'intervention en fonction des plaintes; ii) l'évaluation des incidences de l'exportation (ÉIE); iii) les autres facteurs touchant l'intérêt public. Une synthèse détaillée de la MCACM et de la façon dont elle s'applique à l'exportation de GNL est fournie dans les Motifs de décision GH-1-2011 de l'Office.

Le présent chapitre résume la preuve et les plaidoiries déposées par BC LNG et d'autres parties au cours de l'instance.

3.1 Marchés

Aucun acheteur de GNL n'a conclu de conventions de vente et d'achat à long terme avec BC LNG, mais cette dernière a indiqué que des acheteurs avaient signé des accords d'adhésion à la coopérative. En outre, certains participants au marché ont signé des lettres d'entente en vue de la négociation et de la conclusion de conventions d'achat de GNL d'appoint exécutoires.

BC LNG prévoit que tout le GNL produit au terminal sera expédié vers des marchés asiatiques. Toutefois, les acheteurs de GNL auront la possibilité d'orienter les méthaniers vers n'importe quelle destination dans le monde puisque les contrats avec BC LNG ne comporteront aucune restriction à cet égard. BC LNG a précisé que de telles dispositions sont particulièrement attrayantes pour les sociétés de commerce extérieur qui adhèrent à la coopérative.

BC LNG a retenu les services de Wood Mackenzie afin de produire une évaluation des marchés gaziers canadien et nord-américain ainsi que des marchés de GNL à l'échelle mondiale qui sont pertinents dans le contexte de la demande de BC LNG. Wood Mackenzie entrevoit une insuffisance nette de GNL sur la planète en 2016-2017 et a indiqué que BC LNG se trouvait en bonne situation de concurrence pour combler une partie du vide découlant de la croissance de la demande. Qui plus est, BC LNG a avancé que l'offre gazière canadienne est fort attrayante pour

les acheteurs de pays côtiers du Pacifique compte tenu de la stabilité du Canada, sur le plan politique et en matière de réglementation.

L'évaluation de Wood Mackenzie conclut que la demande de GNL dans les pays côtiers du Pacifique devrait augmenter en moyenne de 3,7 % par année entre 2010 et 2033. Il est prévu que la demande proviendra des marchés clés de la Chine et de l'Inde, ainsi que de ceux du Japon, de la Corée du Sud et de Taïwan qui ne disposent pas sur leur territoire de sources d'approvisionnement en gaz naturel et qui dépendent de l'importation de GNL. Wood Mackenzie a indiqué que presque partout dans le monde, les prix du gaz naturel étaient liés à ceux du pétrole, qui constitue une source énergétique de remplacement de premier plan. Les prix du GNL sont fondés sur des prix prévus pour le pétrole variant entre 11 $US et 18 $US par million de BTU (MBTU) jusqu'en 2033.

3.2 Approvisionnement

BC LNG a fait remarquer que la CVA de GNL comporte des dispositions contractuelles avec GML en vue de l'achat de GNL destiné à l'exportation. Elle a mentionné que six producteurs avaient signé des accords d'adhésion à la coopérative leur permettant de prendre part à la procédure des commandes visant l'approvisionnement de GML en gaz naturel. Si la procédure des commandes ne permet pas de commander un volume suffisant, le ou les fournisseurs de gaz d'appoint combleraient alors l'insuffisance pour la durée voulue à partir du marché de l'Ouest canadien.

BC LNG a déposé des éléments de preuve à l'effet que les réserves prouvées et probables des six producteurs ayant signé des accords d'adhésion atteignent 114 Gm^3 (4 039 Gpi^3), ce qui est supérieur au volume de 47,9 Gm^3 (1 691 Gm^3) de la licence demandée. Il est indiqué que les ressources éventuelles et prospectives regroupées de trois des producteurs sur les six au total atteignent 681 Gm^3, soit l'équivalent de 24 billions de pieds cubes (Tpi^3).

Les ressources estimatives en gaz de schiste recouvrables à partir des zones de Montney et de Horn River sont de 5,7 billions de mètres cubes (Tm^3), soit 200 Tpi^3. D'autres chiffres estimatifs avancés par BC LNG parlent de ressources recouvrables, uniquement dans la zone de Montney, pouvant atteindre entre 7,1 et 14,2 Tm^3 (entre 250 et 500 Tpi^3). Dans tous les cas, le potentiel de ressources recouvrables indiqué est substantiel pour les zones de Montney et de Horn River.

BC LNG a avancé que la production moyenne projetée par les six producteurs était supérieure au volume de 7,1 Mm^3/j (250 Mpi^3/j) pour les exportations proposées sur 20 ans. À l'heure actuelle, la production des six producteurs ayant signé des accords d'adhésion est de 25,3 Mm^3/j (892 Mpi^3/j) et BC LNG prévoit qu'elle atteindra un sommet de 51,9 Mm^3/j (1 833 Mpi^3/j) en 2028.

3.3 Transport

BC LNG a indiqué que le gaz naturel sera acheminé sur le réseau de Westcoast jusqu'à l'interconnexion avec la canalisation principale de PNG près de Prince George en vue de sa livraison au terminal. BC LNG prévoit une capacité disponible de quelque 2,8 Mm^3/j (100 Mpi^3/j) sur la canalisation principale de PNG pour le transport du gaz jusqu'à Kitimat à partir du réseau de Westcoast. Elle a indiqué que LNG Partners détient une option sur une

entente de services de transport de gaz (ESTG) visant l'obtention de services de transport garanti et interruptible de PNG. L'ESTG ouvre la porte sur le transport garanti d'un volume de 2,3 Mm^3/j (80 Mpi^3/j) de gaz naturel ainsi que sur des volumes supplémentaires en mode interruptible. BC LNG a signalé que PNG prévoit transporter un volume de gaz moyen de 368 milliers de mètres cubes par jour (13 Mpi^3/j) en mode interruptible. Dans le contexte d'une décision d'investissement finale positive, LNG Partners cèdera à GML son option de capacité de transport sur la canalisation principale de PNG. Les services de transport garanti et interruptible sur le pipeline de PNG seraient obtenus pour une période de 20 ans.

DCEP et ses sociétés affiliées ont demandé l'accès à une capacité de transport de 4,2 Mm^3/j (150 Mpi^3/j) sur le pipeline Pacific Trail proposé qui servirait à acheminer du gaz jusqu'au terminal de KM LNG à Kitimat à partir de Summit Lake. Elles ont aussi présenté des demandes officielles dans le cadre de trois autres projets pipeliniers à l'égard de services de transport jusqu'à Kitimat.

BC LNG a insisté sur le fait que l'écoulement du volume prévu des exportations ne dépendait nullement de l'issue fructueuse des négociations avec les promoteurs du pipeline Pacific Trail. Elle a souligné que l'ESTG assure la disponibilité de services de transport sur le réseau de PNG permettant l'approvisionnement du premier train du terminal.

Après liquéfaction au terminal, le GNL sera expédié par méthanier vers des marchés de l'Asie. Du chenal marin de Douglas jusqu'à la limite des eaux internationales, les méthaniers emprunteraient des couloirs de navigation établis.

3.4 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

BC LNG a indiqué que l'information au sujet des exportations proposées avait été mise à la disposition des participants au marché gazier canadien du fait que la demande qu'elle a déposée auprès de l'Office le 8 mars 2011 a été à l'origine de l'ordonnance d'audience GH-003-2011 qui a été distribuée à un large éventail de parties prenantes et que cette même demande a fait l'objet d'annonces dans des publications nationales et régionales. L'information en question a en outre été diffusée au cours de la présente instance.

BC LNG a mentionné avoir parlé avec un participant au marché canadien ayant exprimé de l'intérêt à l'égard de l'acquisition de GNL produit au terminal. Elle l'a informé qu'il pouvait joindre les rangs de la coopérative en signant un accord d'adhésion, ce qui lui permettrait d'acheter du GNL selon des modalités semblables à celles proposées aux autres membres de la coopérative, notamment pour ce qui est des prix. Le participant en question n'a pas adhéré à la coopérative et a cessé d'exprimer tout intérêt quant à la prise de dispositions en vue de l'acquisition de GNL.

BC LNG a affirmé s'être conformée aux intentions et avoir atteint les objectifs de la méthode d'intervention en fonction des plaintes. Elle a conclu que le manque d'intérêt généralisé de la part d'acheteurs au Canada semblait rendre compte d'autres solutions d'approvisionnement plus avantageuses pour les participants au marché canadien.

3.5 Évaluation des incidences de l'exportation

BC LNG a déposé l'évaluation de Wood Mackenzie de manière à répondre à l'exigence de l'Office au sujet d'une ÉIE. L'évaluation prévoit une croissance de la production gazière dans l'Ouest canadien, cette production devant passer de 408 Mm^3/j, ou 14,4 milliards de pieds cubes par jour (Gpi^3/j) en 2010 à 470 Mm^3/j (16,6 Gpi^3/j) en 2033, à des prix inférieurs à 7,50 $US par MBTU. Wood Mackenzie a indiqué que la croissance de la production est attribuable en grande partie à l'existence de ressources recouvrables pouvant atteindre 5,7 Tm^3 (200 Tpi^3) dans les zones de Horn River et de Montney. La production de gaz de schiste au Canada devrait bénéficier de facteurs économiques favorables au chapitre de la fiscalité, des progrès réalisés en conception de puits, et de la diminution des coûts de production unitaires. En outre, BC LNG a avancé qu'un accroissement de la production devrait entraîner une réduction des frais unitaires de transport par pipeline, rendant ainsi le gaz canadien plus concurrentiel en Amérique du Nord.

L'évaluation de Wood Mackenzie indique que la demande gazière en Amérique du Nord sera principalement destinée à la production d'électricité et au secteur industriel. Il est prévu que cette demande passera de 2,1 Gm^3/j (75 Gpi^3/j) en 2010 à 3,0 Gm^3/j (105 Gpi^3/j) en 2033. Pendant cette même période, strictement au Canada, il est prévu que la demande augmentera de 113 Mm^3/j (4,0 Gpi^3/j). Cette hausse de la demande devrait être neutralisée par l'augmentation de la production de gaz naturel au Canada et aux États-Unis. Dans l'Ouest canadien, la production continuera de croître jusqu'en 2020, puis retournera graduellement aux niveaux actuels jusqu'en 2033.

L'évaluation de Wood Mackenzie conclut que la proposition d'exportation de BC LNG, qui ne constitue pas une opération à grande échelle, n'aurait pas d'incidence importante sur la dynamique du marché de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

La KRGA s'est dite inquiète que l'accroissement des exportations de gaz naturel à l'étranger entraîne une augmentation des prix pour les consommateurs canadiens. Elle a demandé à l'Office de décider d'un seuil pour les exportations et d'indiquer les raisons pour lesquelles les exportations actuelles de gaz naturel n'auraient pas d'incidence négative sur les futurs besoins énergétiques du Canada.

3.6 Autres facteurs touchant l'intérêt public

BC LNG a mentionné que les conditions actuelles du marché exigeraient des producteurs canadiens qu'ils trouvent de nouveaux marchés pour continuer à mettre leurs réserves en valeur. Elle a soutenu que l'exportation proposée aiderait à éviter l'emprisonnement du gaz si les prix en Amérique du Nord n'en justifient pas la production.

BC LNG a fait remarquer que des exportations de GNL dériverait une valeur ajoutée pour le secteur gazier au Canada. Elle a repris les termes de l'évaluation de Wood Mackenzie qui prévoit des prix inférieurs à 7,50 $US par MBTU pour le gaz naturel en Amérique du Nord, et d'autres variant entre 11 $US et 18 $US par MBTU jusqu'en 2033 pour le GNL sur les marchés asiatiques.

BC LNG a soutenu que la coopérative donnait la possibilité à un large éventail de producteurs et de négociants canadiens d'accéder à de nouveaux marchés. L'adhésion à la coopérative est toujours possible pour d'autres parties sur présentation d'une demande à cet effet et versement

des droits afférents. BC LNG a qualifié la coopérative de structure à accès ouvert d'un intérêt public plus large que des installations limitées à des producteurs précis.

BC LNG a laissé savoir que les prix indiqués dans les contrats permettront de recouvrer les frais de transport et ceux de liquéfaction ainsi que tous les autres frais engagés au Canada en vue des exportations proposées. Elle a déposé des éléments de preuve indiquant que le prix de vente prévu au contrat pour le GNL vendu à BC LNG par GML devait équivaloir aux coûts acquittés par cette dernière pour l'approvisionnement et le chargement de tout le GNL. Le prix en question doit comprendre le coût d'achat de la charge d'alimentation en gaz naturel, les frais de transport et de liquéfaction ainsi que les droits applicables à tout permis d'expédition. Tenaska Marketing et Talisman Energy ont souligné que l'importante différence entre les prix pratiqués en Amérique du Nord et ceux sur le marché mondial suffisait à recouvrer tous les frais devant être engagés au Canada.

BC LNG a indiqué que les contrats de vente de GNL qu'elle signerait avec des acheteurs en Asie seraient souples quant à la durée de la licence et qu'ils évolueraient au rythme des conditions du marché. En raison des difficultés inhérentes aux prévisions à long terme pour ce qui est des rapports entre les prix qui prévaudront pour le gaz naturel en Amérique du Nord et ceux exigibles pour le pétrole sur la scène mondiale, BC LNG prévoit signer des contrats au fil d'une durée de 20 ans qui permettront un rajustement périodique des prix.

BC LNG a mentionné que les discussions devant mener à la signature des contrats de GML pour l'achat de gaz naturel auprès de négociants et de producteurs canadiens se feront selon les conditions normales du marché et leurs modalités en tiendront compte. La procédure des commandes est conçue pour inciter les membres de la coopérative à faire des soumissions aussi attrayantes que possible tout en protégeant leurs intérêts à long terme.

BC LNG a ajouté que les exportations proposées favoriseraient le recours par GML à la capacité inutilisée sur le pipeline de PNG. Les payeurs de droits sur la canalisation principale de PNG bénéficieraient de cette situation.

3.7 Facteurs environnementaux et socioéconomiques

Le terminal sera assujetti à un examen environnemental préalable devant être effectué par Pêches et Océans Canada en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE). Il est prévu que l'évaluation porte sur la construction et l'exploitation du terminal ainsi que sur les activités de transport par méthanier entre le terminal et le détroit d'Hécate. Dans le cadre du projet, une compensation pour perte d'habitat du poisson sera proposée à Pêches et Océans Canada. BC LNG a avancé que le caractère modeste de sa proposition d'exportation faisait en sorte que les installations et les activités qui y sont associées devraient avoir une incidence limitée.

La proposition visant à transporter du GNL à partir du terminal est assujettie au processus d'examen TERMPOL de Transports Canada (TERMPOL), et BC LNG a mentionné avoir l'intention de se plier sans réserve aux exigences de TERMPOL. Le comité d'examen TERMPOL établira les limites territoriales de l'examen, mais BC LNG a fait remarquer qu'elle s'attend que soient inclus à l'intérieur de ces limites les couloirs restreints que les navires empruntent lorsqu'ils quittent le port de Kitimat ou qu'ils s'y rendent, notamment le chenal

marin de Douglas qui relie le port au détroit d'Hécate. Même si l'objectif de TERMPOL est d'évaluer les questions de sécurité opérationnelle, un certain nombre d'effets environnementaux et socioéconomiques du transport par mer associé à la proposition de BC LNG ont aussi été cernés pour examen aux termes de TERMPOL.[5]

Transports Canada dispose de divers instruments pour réglementer les services de transport en eaux canadiennes, notamment la *Loi sur la marine marchande du Canada*, la *Loi sur la sûreté du transport maritime* et la *Loi sur le pilotage*. Ces lois stipulent les exigences auxquelles il faut se conformer en matière de navigation, d'incidents ou d'accidents ainsi que de prévention de la pollution et d'intervention au besoin.

La nation Haisla, compte tenu de sa participation dans HN DC Limited Partnership, prendra directement part aux activités se déroulant sur le territoire à l'égard duquel elle revendique un titre ancestral, et elle en bénéficiera tout aussi directement. BC LNG a mentionné que la participation de 50 % de la nation Haisla dans BC LNG et dans GML donne à la nation Haisla une occasion unique de profiter directement des avantages économiques découlant de la proposition d'exportation de BC LNG. BC LNG a en outre fait remarquer que la nation Haisla est partenaire dans DCEP, qui assurera la prestation des services de liquéfaction du terminal.

La nation Haisla a donné son appui à la demande, soutenant qu'elle aurait des incidences bénéfiques importantes pour elle comme pour d'autres. Elle a fait remarquer que la nouvelle source de revenus permettrait à son gouvernement d'aller de l'avant avec des projets en santé, en éducation, en développement communautaire et dans de nombreux autres domaines où il existe des besoins pour la Première Nation et ses membres. Par ailleurs, elle a indiqué que les entreprises et les membres de la nation Haisla pourraient bénéficier des occasions d'affaires et des possibilités d'emplois associées à l'aménagement du terminal et des installations connexes. Enfin, elle a mentionné qu'un certain nombre d'autres personnes, entreprises et nations autochtones profiteraient de retombées économiques positives découlant de l'aménagement ainsi que de l'exploitation du terminal et des installations connexes. Pour ces raisons, la nation Haisla a soutenu que, dans l'ensemble, les effets socioéconomiques de la demande, notamment ceux sur les intérêts autochtones, étaient positifs.

La KRGA a demandé à BC LNG et à ses associés de mettre sur pied un programme de protection du patrimoine faunique et halieutique dans la région. En réponse à cette requête, BC LNG a indiqué qu'un examen environnemental mené en vertu de la LCÉE était en cours pour le terminal et que cet examen se penchait justement sur les effets éventuels que le terminal et les activités qui y étaient associées pourraient avoir sur les habitats du poisson et de la faune. BC LNG s'est engagée à collaborer avec la KRGA pour étudier des possibilités de financement visant des façons de contrer les répercussions locales du terminal sur les habitats halieutiques et fauniques. Elle s'est en outre engagée à collaborer avec les parties prenantes locales, y compris la KRGA, pour s'assurer que les pratiques traditionnelles de la pêche et de la chasse ainsi que la poursuite récréative de ces activités puissent coexister avec la présence du terminal pendant toute la durée utile du projet.

---

5 Les études de TERMPOL comprennent une étude des ressources halieutiques, notamment du poisson et de son habitat, des zones marines sensibles ainsi que des endroits et des moments de l'année où se pratique la pêche à l'échelle régionale, une étude du volume du trafic maritime portant notamment sur les milieux biologiques sensibles et sur ceux où l'homme est présent, le long ou à côté des voies proposées, et mettant en relief les écosystèmes et habitats d'espèces sensibles, et une étude des risques et des effets d'une fuite non contrôlée d'un chargement de GNL en vrac sur le milieu marin.

Chapitre 4

Exemptions demandées et modalités de la licence

4.1 Exemptions demandées

BC LNG a demandé à l'Office d'être exemptée des trois exigences suivantes de l'article 12 du *Règlement* :

- les précisions sur les contrats de vente de gaz à l'exportation [sous-alinéa 12*c*)(i)];
- l'information au sujet des installations qui serait exigée pour l'importation de gaz naturel par le pays importateur [sous-alinéa 12*e*)(iii)];
- l'information au sujet de l'état des approbations ou autorisations pour l'importation de gaz dans le pays de destination [sous-alinéa 12*h*)(ii)].

BC LNG a indiqué qu'elle n'était pas en mesure de déposer le menu détail de ses contrats de vente à l'exportation puisqu'elle ne les avait pas encore conclus. Les incertitudes associées à la construction du terminal ont fait en sorte que BC LNG n'a pas pu prendre d'engagements quant à une date de début des ventes. Les acheteurs pouvant être intéressés n'étaient pas disposés à conclure des contrats fermes d'achat de gaz sans une telle date. BC LNG a indiqué que la procédure des commandes proposée et le temps qui devra s'écouler avant la première exportation font qu'il est raisonnable et approprié de ne pas encore avoir pris de dispositions pour des ventes de gaz à l'exportation. Elle s'est engagée à fournir à l'Office, à titre confidentiel, les contrats de vente de gaz à l'exportation une fois ceux-ci conclus. BC LNG a proposé que la licence renferme une condition à cet effet.

Pour ce qui est des exemptions demandées à l'égard des sous-alinéas 12*e)*(iii) et 12*h)*(ii) du *Règlement*, BC LNG a indiqué qu'elle ne prévoyait pas de restrictions quant aux marchés où les acheteurs pourraient vendre le GNL exporté aux termes de sa licence. Par conséquent, elle ne pense pas être en mesure de fournir de l'information au sujet des autorisations ou des installations qui seront requises dans les pays importateurs.

4.2 Modalités et conditions de la licence

BC LNG a demandé que soit autorisé un écart annuel de 10 %, au cours de toute période de 12 mois consécutifs, quant au volume de gaz pouvant être exporté. Elle a en outre demandé que la licence échoie 48 mois après sa délivrance si aucune exportation n'a encore été effectuée à ce moment.

BC LNG a demandé que l'Office stipule que le point d'exportation soit depuis la sortie du terminal, ou depuis le point où les navires chargés au terminal quittent les eaux canadiennes. Elle a fait remarquer que sa structure commerciale suppose un transfert de titre au profit des acheteurs de GNL au point où les navires chargés au terminal quittent les eaux canadiennes.

Chapitre 5

Conclusions de l'Office

Marchés

L'Office est conscient que la croissance prévue de la demande annuelle de GNL en Asie représente une nouvelle occasion pour les producteurs canadiens de diversifier leurs marchés d'exportation. Il remarque que BC LNG prévoit une croissance de la demande de GNL en Asie dont les principaux moteurs seront le secteur industriel et celui de la production d'électricité. En raison de l'ampleur des ressources gazières au pays, de la proximité des marchés asiatiques, ainsi que de sa stabilité politique et en matière de réglementation, l'Office accepte les propos tenus par BC LNG et voulant que le Canada soit perçu comme une source d'approvisionnement souhaitable par les acheteurs de GNL en Asie. Puisque les prix du GNL en Asie sont en fonction de ceux du pétrole, l'Office constate que les écarts prévus entre les prix du gaz naturel en Amérique du Nord et en Asie pourraient permettre aux producteurs canadiens de réaliser des revenus nets intéressants.

Aucune partie n'a mis en doute les éléments de preuve déposés par BC LNG au sujet du marché d'exportation. Au contraire, plusieurs parties intéressées ont indiqué qu'elles appuyaient avec vigueur la demande et convenaient parfaitement du potentiel du marché d'exportation de GNL.

Compte tenu de ce qui précède, et en tenant compte également de la taille et du potentiel du marché asiatique, l'Office conclut que le volume d'exportation proposé est susceptible d'y être écoulé.

Approvisionnement

L'Office fait remarquer que la CVA de GNL engage GML par contrat à fournir le volume prévu aux fins d'exportation sur la durée totale de 20 ans de la licence demandée. Il observe que la procédure des commandes permet à de multiples producteurs d'approvisionner GML en gaz. En outre, GML a la possibilité de faire appel à un ou plusieurs fournisseurs d'appoint pour avoir accès à des volumes supplémentaires au besoin.

L'Office est convaincu que l'ampleur des ressources sous le contrôle des producteurs de la coopérative ainsi que la capacité de production quotidienne et annuelle prévue de cette dernière sont supérieures aux besoins pour la licence d'exportation demandée sur 20 ans.

L'Office conclut que l'approvisionnement suffit compte tenu du volume d'exportation associé à la licence demandée et de la durée de celle-ci.

Transport

L'Office constate que l'option que détient BC LNG en vue de l'acquisition d'une certaine capacité sur le réseau de PNG suffirait à approvisionner le premier train du terminal. Des

services supplémentaires de transport par pipeline jusqu'au terminal font actuellement l'objet de négociations, notamment avec les promoteurs du pipeline Pacific Trail. L'Office est d'avis que BC LNG a la motivation nécessaire pour qu'une capacité supplémentaire de transport par pipeline jusqu'au terminal soit obtenue afin d'écouler pleinement les volumes d'exportation indiqués dans la demande.

Méthode d'intervention en fonction des plaintes

L'Office juge que BC LNG a fourni aux participants sur le marché gazier canadien des renseignements suffisamment détaillés sur l'exportation qu'elle propose. BC LNG a déposé sa demande le 8 mars 2011. L'ordonnance d'audience GH-003-2011 a été publiée dans différents journaux au Canada afin de donner aux parties intéressées la possibilité de participer à l'instance. Depuis le dépôt de la demande, un seul participant au marché canadien a exprimé de l'intérêt à l'égard de l'achat du GNL de BC LNG. La possibilité lui a été offerte de prendre part à la procédure des commandes de la coopérative en vue de l'achat de GNL, mais il n'a pas signé d'accord d'adhésion.

Aucune partie ne s'est présentée devant l'Office pour se plaindre qu'elle n'avait pas eu la possibilité d'acheter du gaz naturel selon des modalités semblables à celles prévues dans la proposition d'exportation, notamment par rapport au prix. Pour cette raison, l'Office conclut que, dans le contexte de la demande présentée, l'esprit et les objectifs de la méthode d'intervention en fonction des plaintes ont été respectés.

Évaluation des incidences de l'exportation

L'Office reconnaît le caractère exhaustif de l'ÉIE préparée par Wood Mackenzie, qui a analysé l'offre et la demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis, les coûts d'approvisionnement, les prix et la dynamique du marché. L'étude porte par ailleurs sur les marchés mondiaux de GNL en termes d'offre et de demande ainsi que de prix.

L'Office convient que des changements importants sont en cours sur le marché gazier nord-américain compte tenu de l'évolution des sources d'approvisionnement et du fait que des demandes émergentes modifient les parcours d'écoulement du gaz naturel entre les régions. En particulier, de plus en plus de gaz américain est acheminé vers le centre du Canada et vers d'autres marchés aux États-Unis auxquels les exportations de gaz canadien étaient auparavant destinées. L'Office souligne que cet état de choses témoigne du bon fonctionnement du marché et il s'attend que du gaz naturel américain continue de répondre à une partie de la demande canadienne. Depuis leur déréglementation en 1985, les marchés gaziers de l'Amérique du Nord fonctionnent de manière efficiente et rien n'indique qu'il en sera autrement à l'avenir.

L'Office constate la capacité démontrée du marché gazier nord-américain à s'adapter à des changements de taille en matière d'offre et de demande ainsi que de prix. Puisque le volume d'exportation faisant l'objet de la demande ne constitue qu'une faible fraction de ce marché lorsqu'il est pris dans son ensemble, l'Office convient avec BC LNG que l'exportation d'un tel volume n'est pas susceptible de causer aux Canadiens des difficultés à répondre à leurs besoins énergétiques à un prix équitable.

La nature dynamique et évolutive du marché gazier nord-américain laisse à penser que l'offre suit la demande et que les prix fluctuent de telle manière que consommateurs et producteurs y trouvent leur compte. Dans le contexte de ces mécanismes dynamiques de redressement du marché, l'Office croit que l'imposition de seuils rigides à la manière suggérée par la KRGA aurait probablement comme effet d'entraver le bon fonctionnement des marchés.

Compte tenu de ce qui précède, l'Office est convaincu que la quantité de gaz devant être exportée ne dépasse pas l'excédent de la production par rapport aux besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de gaz au pays. Qui plus est, l'Office continuera de surveiller les marchés pour établir à sa satisfaction qu'ils fonctionnent de façon appropriée et que les Canadiens répondent à leurs besoins en gaz naturel à un prix équitable.

Autres facteurs touchant l'intérêt public

L'Office fait remarquer que la coopérative et la procédure des commandes sont à l'origine d'une démarche novatrice permettant à des producteurs et des négociants d'être présents sur le marché d'exportation de GNL. Toute l'information voulue a largement été diffusée afin de donner amplement l'occasion aux fournisseurs de gaz naturel et aux acheteurs de GNL d'adhérer à la coopérative. L'Office reconnaît que les fournisseurs de gaz naturel et les acheteurs de GNL qui signent un accord d'adhésion sont au courant des règlements et de la gouvernance de la coopérative, notamment de la procédure des commandes. Cette dernière prévoit que les membres de la coopérative seront en mesure de choisir la durée de l'engagement à prendre et que leurs soumissions seront fondées sur leur propre évaluation des conditions qui prévalent sur le marché. Les membres de la coopérative ne sont nullement obligés de prendre part au processus des commandes et de nouveaux membres peuvent y adhérer sur présentation d'une demande à cet effet et versement des droits afférents. L'Office trouve que cette façon de procéder est axée sur les conditions du marché, qu'elle tient compte des conditions normales de ce même marché, et qu'elle correspond aux conditions qui prévalent à l'heure actuelle sur le marché gazier nord-américain.

L'Office reconnaît que la structure coopérative proposée par BC LNG peut permettre à de plus petits producteurs et négociants de gaz naturel de participer à un marché qui serait autrement hors de leur portée financière en raison des importants frais associés au lancement d'un projet de liquéfaction. Il ajoute que 13 parties ont signé des accords d'adhésion, ce qui donne une certaine assurance quant à l'éventualité de soumissions et d'exportation de gaz naturel. L'Office reconnaît que si la coopérative ne reçoit pas suffisamment de soumissions à l'occasion de la procédure des commandes, des dispositions d'approvisionnement et d'achat d'appoint à long terme seront en place.

L'Office constate que la CVA de GNL entre GML et BC LNG prévoit un prix de vente contractuel qui comprend tous les frais engagés pour la production et le chargement du GNL, notamment le prix de la charge d'alimentation en gaz ainsi que les coûts de transport et de liquéfaction. L'Office est donc convaincu que tous les frais engagés au Canada seront recouvrés.

L'Office observe que, sur 20 ans, la durée des contrats de vente avec des acheteurs de l'Asie devrait correspondre à celle de la CVA de GNL, des dispositions pour le transport du gaz, des

contrats d'approvisionnement d'appoint et de la licence demandée. Par conséquent, l'Office estime que la licence d'exportation demandée d'une durée de 20 ans est appropriée.

Facteurs environnementaux et socioéconomiques

L'Office reconnaît qu'une demande de licence d'exportation de gaz naturel ne déclenche pas la tenue d'une évaluation environnementale aux termes de la LCÉE. Cependant, ceci ne l'empêche pas, pendant l'examen de la demande, de tenir compte des effets environnementaux éventuels et des effets sociaux directement liés. De l'avis de l'Office, les incidences environnementales éventuelles et les répercussions sociales directement liées à ces incidences seront prises en compte dans l'évaluation environnementale conjointe du terminal ou dans le cadre de TERMPOL. Le dossier de l'instance contient des renseignements indiquant que d'autres organismes fédéraux et provinciaux continueront d'évaluer toute incidence environnementale et toute répercussion sociale associée de la proposition d'exportation de BC LNG. L'Office estime qu'il n'est pas justifié de faire double emploi avec le travail d'autres organismes.

L'Office constate les avantages économiques que présente le projet de BC LNG, notamment une nouvelle source de revenus pour la nation Haisla ainsi que des possibilités d'emploi pour l'aménagement et l'exploitation du terminal.

Exemptions demandées ainsi que modalités et conditions de la licence

L'Office accepte ce qu'avance BC LNG à savoir que des contrats d'achat et de vente de GNL ne seraient pas finalisés en l'absence d'une décision d'investissement finale, et qu'une telle décision est notamment conditionnelle à la délivrance d'une licence d'exportation. BC LNG a indiqué ne pas pouvoir, pour le moment, se plier à l'exigence de dépôt des contrats de vente de GNL à l'exportation prévue au sous-alinéa 12*c)*(i) du *Règlement*, mais l'Office prend note qu'elle s'est engagée à le faire, à titre confidentiel, avant l'exportation de GNL. L'Office prend aussi note de l'engagement de BC LNG à déposer tous les contrats d'achat aux termes desquels elle fait l'acquisition de GNL auprès de GML ou de toute autre partie.

L'Office réalise en outre que dans le contexte de cette demande et des réalités actuelles du marché de GNL, certaines autres exigences de dépôt peuvent ne pas s'appliquer. Par conséquent, l'Office n'exigera pas de BC LNG qu'elle dépose :

- l'information au sujet des installations qui serait exigée pour l'importation de GNL par le pays importateur en vertu du sous-alinéa 12*e*)(iii) du *Règlement*;
- l'information au sujet de l'état des approbations ou autorisations qui serait exigée pour l'importation de GNL dans le pays de destination en vertu du sous-alinéa 12*h*)(ii) du *Règlement*.

L'Office répond favorablement à la requête de BC LNG de tolérer un écart de 10 % pour toute période de 12 mois consécutifs et a fixé au 31 mars 2016 le moment du réexamen de la licence.

L'Office a étudié la demande de BC LNG invitant à la révision de la condition 5 de la licence afin que celle-ci précise que « le gaz naturel sera exporté depuis la sortie du terminal ou depuis le point où les navires chargés à l'installation de DCEP quittent les eaux canadiennes ».

L'Office est d'avis que le point d'exportation proposé par BC LNG, au point où les navires chargés au terminal quittent les eaux canadiennes, ne constitue pas un endroit précis. Il comprend qu'il y aura transfert de titre pour le GNL au point où les navires quittent les eaux canadiennes. À son avis, pour une licence d'exportation de gaz, le point d'exportation est précisé à des fins administratives et peut différer de celui indiqué dans les documents commerciaux du demandeur. Par conséquent, l'Office désigne comme point d'exportation le point de sortie du terminal. De l'avis de l'Office, un tel point est précis et conforme à sa pratique antérieure.

Chapitre 6

Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision relativement à la demande examinée par l'Office au cours de l'instance GH-003-2011.

Pour ces motifs, l'Office :

DÉCIDE de délivrer à BC LNG une licence d'exportation de gaz naturel liquéfié, dont les conditions sont décrites à l'annexe II des présentes, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil.

G. A. Habib
Membre présidant l'audience

R. George
Membre

D. Hamilton
Membre

Février 2012
Calgary (Alberta)

Annexe I

Liste des questions de l'instance GH-003-2011

1. Application de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché pour examiner le bien-fondé de la demande de licence d'exportation de gaz naturel liquéfié de BC LNG.

2. Les marchés gaziers de l'étranger et le caractère adéquat des arrangements pris pour la vente de gaz à l'exportation.

3. L'état des autorisations requises en vertu de la réglementation pour l'installation de BC LNG.

4. L'étude des effets environnementaux éventuels des activités d'exportation proposées et, le cas échéant, des effets sociaux directement liés à ces effets environnementaux, tels qu'ils sont décrits au paragraphe 11 de l'ordonnance d'audience.

5. La suffisance de gaz naturel pour assurer la livraison des quantités visées par la licence demandée pendant la durée de cette licence.

6. Les conditions dont devrait s'assortir toute licence d'exportation que l'Office pourrait accorder.

7. Le caractère adéquat des arrangements de transport dans le contexte des volumes à exporter.

Annexe II

Conditions de la licence à délivrer pour l'exportation de gaz naturel liquéfié

Généralités

1. Sauf directives contraires de l'Office national de l'énergie (l'Office), BC LNG Export Co-operative LLC (BC LNG) doit se plier à toutes les conditions dont la présente licence est assortie.

Durée et conditions de la licence et point d'exportation

2. Sous réserve de la condition 3, la licence entre en vigueur à la date de la première exportation depuis l'installation de gaz naturel liquéfié (GNL) exploitée par Douglas Channel Energy Partnership, devant être située à Kitimat, en Colombie-Britannique, ou près de cet endroit (terminal de GNL), et expire 20 ans plus tard.

3. La licence expire le 31 mars 2016 à moins que les exportations depuis le terminal de GNL n'aient commencé à cette date.

4. La quantité de GNL pouvant être exportée en vertu de la licence :

   a) ne doit pas dépasser 1 800 000 tonnes par année, ce qui équivaut à quelque 2,4 milliards de mètres cubes (Gm^3) ou 84,5 milliards de pieds cubes (Gpi^3) de gaz naturel;

   b) ne doit pas dépasser 36 000 000 de tonnes pendant toute la durée de la licence, ce qui équivaut à quelque 47,9 Gm^3 ou 1 691 Gpi^3 de gaz naturel;

   c) à titre d'écart admissible, peut dépasser la quantité annuelle prévue de 10 % ou moins pendant toute période de 12 mois consécutifs.

5. Le gaz naturel sera exporté depuis la sortie du terminal de GNL.